

## Zawartości radonu i wodoru w powietrzu glebowym potencjalnych struktur typu *fairy circle* z rejonu Lubelszczyzny

### Radon and hydrogen concentrations in soil gas of potential *fairy circle* structures in the Lublin region

Kamil Hebda, Marek Janiga, Małgorzata Wendorff-Belon

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Charakterystyczne eliptyczne zagłębienia terenu o specyficznej strefowej roślinności, tzw. *fairy circle*, łączone są z powierzchniowymi emisjami wodoru. Dwie takie struktury zlokalizowane na terenie województwa lubelskiego (około 30 km na wschód od Lublina, Polska) wytypowano do wykonania badań obejmujących zawartość radonu i skład molekularny powietrza glebowego. Jest to obszar, w obrębie którego ze względu na wysoką zawartość silnie przeobrażonej termicznie materii organicznej (np. w utworach dolnosylurskich) potencjalnie może następować generacja wodoru. Co więcej, rejon ten znajduje się w okolicach strefy Teisseyre’a-Tornquista – obszaru silnie pociętego uskokami, które mogą stanowić potencjalne drogi migracji wodoru na powierzchnię. Pomiar zawartości radonu zostały wykonane za pomocą urządzenia RAD7 firmy Durrige, a próbki powietrza glebowego poddano analizie składu molekularnego z wykorzystaniem chromatografów gazowych Agilent 7890A wyposażonych w detektory płomieniowo-jonizacyjny (FID), cieplno-przewodnościowy (TCD) i płomieniowo-fotometryczny (FPD). Na większej z wytypowanych struktur, oznaczonej literą W, wykonano pomiary dla 24 punktów. Zawartości radonu wahały się od 0 do 10 873,6 Bq/m<sup>3</sup>. Na drugiej z wytypowanych struktur, oznaczonej literą F, wykonano pomiary dla 9 punktów. Zawartości radonu wahały się od 271,6 Bq/m<sup>3</sup> do 1169,5 Bq/m<sup>3</sup>. Badania zawartości radonu pokazały, że potencjalne drogi migracji gazów na powierzchnię występują nie w samej strukturze *fairy circle*, ale na jej granicy oraz w niewielkiej odległości od granicy. Analizy składu molekularnego powietrza glebowego wykazały podwyższone zawartości metanu i ditlenku węgla. Zawartości wodoru wyraźnie różnicowały dwie struktury. W przypadku struktury W wodór wystąpił tylko w dwóch próbkach w niskich stężeniach. W przypadku struktury F był obecny w czterech próbkach w stężeniach wyraźnie wyższych (od 108 ppm do 314 ppm).

Słowa kluczowe: wodór naturalny, zawartości radonu, powietrze glebowe, struktury *fairy circle*.

**ABSTRACT:** Characteristic land forms, so-called *fairy circles*, are associated with surface hydrogen emissions. Two such structures located in the Lublin Voivodship (approximately 30 km east of Lublin, Poland) were selected for soil gas studies (radon content and molecular composition). This is an area where hydrogen generation could potentially occur due to the high content of highly thermally transformed organic matter (e.g., in the Lower Silurian formations). Moreover, the area is located near the Teisseyre-Tornquist zone, which is strongly cut by faults that could represent potential routes for hydrogen migration to the surface. The radon content was measured using a RAD7 from Durrige. Soil air samples were analyzed for molecular composition using Agilent 7890A gas chromatographs equipped with flame ionization (FID), thermal conductivity (TCD), and flame photometric (FPD) detectors. Measurements were taken at 24 points for the larger of the selected structures, marked with the letter W. Radon concentrations ranged from 0 to 10,873.6 Bq/m<sup>3</sup>. Measurements for 9 points were taken for the second of the selected structures, marked with the letter F. Radon contents ranged from 271.6 to 1169.5 Bq/m<sup>3</sup>. Analyses of radon contents show that potential pathways of gas migration to the surface occur not in the *fairy circle* structure itself but at the boundary and nearby. Molecular composition analyses of the soil gas reveal elevated methane and carbon dioxide contents. Hydrogen contents differentiate the two formations. For the W structure, hydrogen occurs in only two samples at low concentrations, while for the F formation, it was identified in four samples at markedly higher concentrations (from 108 to 314 ppm).

Keywords: natural hydrogen, radon concentrations, soil gas, *fairy circle* structures.

#### Literatura

- Blay-Roger R., Bach W., Bombadilla L.F., Ramirez Reina T., Odrizola J.A., Amilis R., Blay V., 2024. Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals, promise, and enigmas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 11388. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113888.
- Harasimiuk M., Szwajgier W., Jezierski W., 2015. Objasnienia do szczegółowej mapy geologicznej Polski 1:50 000. Arkusz Siedliszcz (751). *Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa*.
- Jasielski J., Lis G., Wojtulek P., 2024. Ocena możliwości występowania złóż geologicznego wodoru w bloku dolnośląskim. *Przegląd Geologiczny*, 9: 427–438. DOI: 10.7306/2024.24.
- Kania M., Janiga M., 2011. Elementy walidacji metody analitycznej oznaczania w mieszaninie gazowej związków węglowodorowych oraz N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO i CO<sub>2</sub> za pomocą dwukanałowego, zaworowego chromatografu gazowego AGILENT 7890A. *Nafta-Gaz*, 67(11): 812–824.
- Lefevre N., Truche L., Donze F.V., Docoux M., Barre G., Fakoury R.-A., Calassou S., Gaucher E., 2021. Native H<sub>2</sub> exploration in the western Pyrenean foothills. *ESS Open Archive*. DOI: 10.1002/essoar.10507102.1.
- Maiga O., Deville E., Laval J., 2023. Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. *Scientific Reports*, 13, 11876. DOI: 10.1038/s41598-023-38977-y.
- Mainson M., Heath Ch., Pejic B., Frery E., 2022. Sensing Hydrogen Seeps in the Subsurface for Natural Hydrogen Exploration. *Applied Sciences*, 12, 6383. DOI: 10.3390/app12136383.
- Matyasik I., Ciechanowska M., 2024. Możliwości występowania naturalnych złóż wodoru w warunkach polskich. *Nafta-Gaz*, 80(6): 327–334. DOI: 10.18668/NG.2024.06.01.

- Moretti I., Emyrose B., Loiseau K., Prinzhofer A., Deville E., 2021. Hydrogen Emanations in Intracratonic Areas: New Guide Lines for Early Exploration Basin Screening. *Geosciences*, 11(3): 145. DOI: 10.3390/geosciences11030145.
- Myagkiy A., Moretti I., Brunet F., 2020. Space and time distribution of subsurface H<sub>2</sub> concentration in so-called “fairy circles”: Insight from a conceptual 2-D transport model. *Bulletin de la Société Géologique de France*, 191(1): 13. DOI: 10.1051/bsgf/2020010.
- Narkiewicz, M., 2003. Tectonic controls of the Lublin Graben (Late Devonian–Carboniferous). *Przegląd Geologiczny*, 51: 771–776.
- Poprawa P., 2010. Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Przegląd Geologiczny*, 58(3): 226–249.
- Prinzhofer A., Moretti I., Francolin J., Pacheco C., d’Agostino A., Werly J., Rupin F., 2019. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 12: 5676–5685.
- Pugar W., 2013. Środowisko depozycji a rozwój procesów naftowych w utworach dolnego paleozoiku centralnej i południowej części rowu lubelskiego. Rozprawa doktorska. *Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica, Kraków*.
- Richon P., Klinger Y., Tapponnier P., Xia-Li C., Van Der Woerd J., Perrier F., 2010. Measuring radon flux across active faults: Relevance of excavating and possibility of satellite discharges. *Radiation Measurements*, 45(2): 211–218. DOI: 10.1016/j.radmeas.2010.01.019.
- Riudavets M., Garcia de Herreros M., Besse B., Mezquita L., 2022. Radon and Lung Cancer: Current Trends and Future Perspectives. *Cancers*, 14(13): 3142. DOI: 10.3390/cancers14133142.
- Rupak W.Q., Nabaz A., Karwan W.Q., Saddon T.A., Hewa Y.A., 2021. Relationship between radon concentration and physicochemical parameters in groundwater of Erbil city, Iraq. *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, 14(1): 61–69. DOI: 10.1080/16878507.2020.1856588.
- Sechman H., Twaróg A., 2024. Natural hydrogen in soil gas samples of sedimentary basins of Poland – a review. *AAPG Europe Region Conference Energy Transition: is the European Approach Different?* Workshop abstracts: 168.
- Skupio R., Hebda K., 2024. Zastosowanie przenośnego detektora RAD7 do badania koncentracji radonu w wodzie. *Nafta-Gaz*, 80(9): 551–559. DOI: 10.18668/NG.2024.09.02.
- Skupio R., Kowalska S., Jankowski L., 2018. Analysis of influence of environmental conditions and natural gamma radiation for radon concentration measurements. *Nafta-Gaz*, 74(8): 584–591. DOI: 10.18668/NG.2018.08.03.
- Twaróg A., Sechman H., Kwiatkowski K., 2024. Distribution of hydrogen and alkane concentrations in the vicinity of a fairy circle structure in Poland – preliminary results. *AAPG Europe Region Conference Energy Transition: is the European Approach Different?* Workshop abstracts: 169.
- Wang L., Jin Z., Chen X., Su Y., Huang X., 2023. The Origin and Occurrence of Natural Hydrogen. *Energies*, 16(5): 2400. DOI: 10.3390/en16052400.
- Zdrojewicz Z., Belowska-Bień K., 2004. Radon i promieniowanie jonizujące a organizm człowieka. *Postępy Higieny i Medycyny Doświadczalnej*, 58: 150–157.
- Zgonnik V., 2020. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth-Science Reviews*, 203: 103140. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
- Żelichowski A.M., Porzycki J., 1983. Geological – structural map without post-Carboniferous strata. [W:] Żelichowski A.M., Kozłowski S. (red.). Atlas of Geological Structure and Mineral Deposits in the Lublin Region. *Instytut Geologiczny, Warszawa*.

---

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 17–35, DOI: 10.18668/NG.2026.01.02**

## Resource characterization utilizing post-stack inversion to delineate gas reservoir in sand-shale sequences of Lower Indus Basin, Pakistan

Charakterystyka zasobów z wykorzystaniem inwersji po składaniu (*post-stack*) celem rozpoznania złoża gazu w sekwencjach piaskowo-lupkowych basenu dolnego Indusu w Pakistanie

Furqan M. Butt<sup>1</sup>, Umair B. Nisar<sup>1</sup>, Muyyassar Hussain<sup>2</sup>, Sarfraz Khan<sup>3</sup>, Shuja Ullah<sup>3,4</sup>

<sup>1</sup> COMSATS University Islamabad, Pakistan

<sup>2</sup> Landmark Resources (LMKR), Pakistan

<sup>3</sup> National Centre of Excellence in Geology (NCEG), University of Peshawar, Pakistan

<sup>4</sup> Ministry of Energy, Petroleum Division, Geological Survey of Pakistan, Islamabad

**ABSTRACT:** Post-stack seismic inversion is a technique that combines different types of data, particularly seismic data and well logs, and transforms a seismic volume into acoustic impedance by incorporating stratigraphic information. In this research, post-stack inversion methods were used to characterize the B-Sand interval of the Lower Goru Formation in the NIM Block, Lower Indus Basin, Pakistan, which is a gas-bearing layer, in terms of porosity and acoustic impedance. Three different inversion approaches, namely band-limited impedance inversion, sparse spike inversion, and model-based inversion, were utilized in this study using 3D seismic data and well logs to estimate reservoir properties. A comparative analysis shows that the sparse spike inversion method provides lower spatial resolution compared to the band-limited and model-based techniques. However, the inversion results from all algorithms show strong agreement with independent petrophysical analysis and log data, thereby validating the methodology. Moreover, the technique is not limited to simple gas reservoirs but also aids in the identification of tight gas sands with complex shapes, varying distribution, and complex geometries.

**Keywords:** post-stack inversion, acoustic impedance, sparse-spike inversion, model-based inversion, band-limited impedance inversion, porosity.

STRESZCZENIE: Inwersja sejsmiczna po składaniu (*post-stack*) to technika łącząca różne rodzaje danych, w szczególności dane sejsmiczne i dane z odwiertów, umożliwiającą przekształcenie wolumenu sejsmicznego do postaci impedancji akustycznej z uwzględnieniem informacji stratygraficznych. W niniejszej pracy metody inwersji po składaniu zastosowano do scharakteryzowania poziomu piaszczystego B kredowej formacji Lower Goru w bloku NIM w basenie dolnego Indusu w Pakistanie. Analizowany interwał stanowi poziom gazonośny i został scharakteryzowany pod kątem porowatości i impedancji akustycznej. W badaniach wykorzystano trzy różne podejścia inwersyjne: inwersję impedancji o ograniczonej szerokości pasma, inwersję rzadkich impulsów oraz inwersję opartą na modelu, wykorzystując dane sejsmiczne 3D i dane z odwiertów w celu oszacowania właściwości złoża. Analiza porównawcza wykazała, że metoda inwersji rzadkich impulsów charakteryzuje się niższą rozdzielczością przestrzenną w porównaniu z technikami o ograniczonej szerokości pasma czy opartymi na modelu. Jednocześnie wyniki uzyskane przy użyciu wszystkich algorytmów są w wysokim stopniu zgodne z niezależną analizą petrofizyczną oraz danymi z pomiarów wiertniczych, co potwierdza słuszność zastosowanej metodologii. Ponadto technika ta nie ogranicza się do prostych złóż gazu, lecz umożliwia również identyfikację piasków gazowych o złożonych kształtach i geometrii oraz zróżnicowanym rozkładzie.

Słowa kluczowe: inwersja po składaniu (*post-stack*), impedancja akustyczna, inwersja rzadkich impulsów, inwersja oparta na modelu, inwersja impedancji o ograniczonej szerokości pasma, porowatość.

## References

- Abbasi S.A., Solangi S.H., Nazeer A., Asim S., Habib W., Solangi I.A., 2015. An Overview of Structural Style and Hydrocarbon Potential of Jabo Field, Southern Sindh Monocline, Southern Indus Basin, Pakistan. *Sindh University Research Journal-SURJ (Science Series)*, 47(2): 347–354.
- Adekanle A., Enikanselu P.A., 2013. Porosity prediction from seismic inversion properties over 'XLD' Field, Niger Delta. *American Journal of Scientific and Industrial Research*, 4(1): 31–35. DOI: 10.5251/ajsir.2013.4.1.31.35.
- Ahmad N., Fink P., Sturrock S., Mahmood T., Ibrahim M., 2004. Sequence stratigraphy as predictive tool in lower goru fairway, lower and middle Indus platform, Pakistan. *Pakistan Association of Petroleum Geoscientists*, 85–104.
- Ahmed S., 2018. Study of Tectonic Evolution of Structures and Their Hydrocarbon Potential Using Seismic Data, Southern Sindh Monocline, Pakistan. Doctoral dissertation. *University of Sindh, Jamshoro*.
- Ahmed S., Solangi S.H., Brohi I.A., Khokhar Q.D., Lashari R.A., 2014. Study of Stratigraphy and Structural Styles in the Subsurface of Southern Sindh Monocline, Pakistan: Using Seismic and Well Data. *Sindh University Research Journal-SURJ (Science Series)*, 46(4): 439–446.
- Ahmed S., Solangi S.H., Jadoon M.S.K., Nazeer A., 2018. Tectonic evolution of structures in Southern Sindh Monocline, Indus Basin, Pakistan formed in multi-extensional tectonic episodes of Indian Plate. *Geodesy and Geodynamics*, 9(5): 358–366. DOI: 10.1016/j.geog.2018.03.004.
- Ali A., Alves T.M., Saad F.A., Ullah M., Toqeer M., Hussain M., 2018. Resource potential of gas reservoirs in South Pakistan and adjacent Indian subcontinent revealed by post-stack inversion techniques. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49: 41–55. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.10.010.
- Ali A., Jakobsen M., 2014. Anisotropic permeability in fractured reservoirs from frequency-dependent seismic Amplitude Versus Angle and Azimuth data. *Geophysical Prospecting*, 62(2): 293–314. DOI: 10.1111/1365-2478.12084.
- Anwer H.M., Alves T.M., Ali A., Zubair, 2017. Effects of sand-shale anisotropy on amplitude variation with angle (AVA) modelling: The Sawan gas field (Pakistan) as a key case-study for South Asia's sedimentary basins. *Journal of Asian Earth Sciences*, 147: 516–531. DOI: 10.1016/j.jseas.2017.07.047.
- Asquith G., Krygowski D., Henderson S., Hurley N., 2004. Basic well log analysis. *American Association of Petroleum Geologists*, 16. DOI: 10.1306/Mth16823.
- Baig M.O., Harris N.B., Ahmed H., Baig M.O.A., 2016. Controls on reservoir diagenesis in the Lower Goru sandstone formation, Lower Indus Basin, Pakistan. *Journal of Petroleum Geology*, 39(1), 29–47. DOI: 10.1111/jpg.12626.
- Banihasan N., Riahi M.A., Motavalli-Anbaran S.-H., 2006. Recursive and sparse spike inversion methods on reflection seismic data. *Institute of Geophysics, University of Tehran*.
- Barclay F., Bruun A., Rasmussen K.B., Alfaro J.C., Cooke A., Cooke D., Salter D., Godfrey R., Lowden D., McHugo S., Ozdemir H., Pickering S., Pineda F.G., Herwanger J., Volterrani S., Murineddu A., Rasmussen A., Roberts R., 2008. Seismic inversion: Reading between the lines. *Oilfield Review*, 20(1): 42–63.
- Chatterjee R., Singha D.K., Ojha M., Sen M.K., Sain K., 2016. Porosity estimation from pre-stack seismic data in gas-hydrate bearing sediments, Krishna-Godavari basin, India. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33(6): 562–572. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.05.066.
- Cooke D., Cant J., 2010. Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches. *CSEG Recorder*, 35(4): 29–39.
- Cooke D.A., Schneider W.A., 1983. Generalized linear inversion of reflection seismic data. *Geophysics*, 48(6): 665–676. DOI: 10.1190/1.1441497.
- Downton J.E., 2005. Seismic parameter estimation from AVO inversion. Doctoral thesis. *University of Calgary, Department of Geology and Geophysics*, 3605–3605.
- Doyen P.M., 1988. Porosity from seismic data: A geostatistical approach. *Geophysics*, 53(10): 1263–1275. DOI: 10.1190/1.1442404.
- Droz L., Bellaiche G., 1991. Seismic facies and geologic evolution of the central portion of the Indus Fan. [In:] Weimer P., Link M.H. (eds). *Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems*. Springer, New York, 383–402.
- Dubrule O., 2003. Geostatistics for seismic data integration in earth models. *Society of Exploration Geophysicists*, 6. DOI: 10.1190/1.9781560801962.
- Gambús-Ordaz M., Torres-Verdín C., 2008. A study to assess the value of post-stack seismic amplitude data in forecasting fluid production from a Gulf-of-Mexico reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 62(1–2): 1–15. DOI: 10.1016/j.petrol.2008.06.001.
- Gavotti P., Lawton D.C., Margrave G., Isaac J.H., 2013. Model-Based Inversion of Low-Frequency Seismic Data. *European Association of Geoscientists & Engineers 75<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013*, 348. DOI: 10.3997/2214-4609.20130047.
- Gavotti P.E., Lawton D.C., Margrave G.F., Isaac J.H., 2014. Post-stack inversion of the Hussar low frequency seismic data. *CREWES Research Report*, 24: 1–22.
- Gupta S.K., 2006. Basin architecture and petroleum system of Krishna Godavari Basin, east coast of India. *The Leading Edge*, 25(7): 830–837. DOI: 10.1190/1.2221360.
- Hampson D.P., Schuelke J.S., Quirein J.A., 2001. Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1): 220–236. DOI: 10.1190/1.1444899.

- Huuse M., Feary D.A., 2005. Seismic inversion for acoustic impedance and porosity of Cenozoic cool-water carbonates on the upper continental slope of the Great Australian Bight. *Marine Geology*, 215(3–4): 123–134. DOI: 10.1016/j.margeo.2004.12.005.
- Ibrahim M., 2007. Seismic Inversion Data, a Tool for Reservoir Characterization/ Modeling Sawan Gas Field – a Case Study. *Pakistan Association of Petroleum Geoscientists, Annual Technical Conference*.
- Jain C., 2013. Effect of seismic wavelet phase on post stack inversion. [In:] *10<sup>th</sup> Biennial International Conference & Exposition, Kochi*, 1–410.
- Jamil A., Waheed, A., Sheikh R.A., 2012. Pakistan's major petroleum plays-An Overview of Dwindling Reserves. *AAPG Search and Discovery Article*, 10399: 1–2.
- Karbalaali H., Shadizadeh S.R., Riahi M.A., 2013. Delineating Hydrocarbon Bearing Zones Using Elastic Impedance Inversion: A Persian Gulf Example. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, 2(2): 8–19. DOI: 10.22050/ijogst.2013.3534.
- Khalid P., Ehsan M.I., Akram S., Din Z.U., Ghazi S., 2018. Integrated Reservoir Characterization and Petrophysical Analysis of Cretaceous Sands in Lower Indus Basin, Pakistan. *Journal of the Geological Society of India*, 92(4): 465–470.
- Krebs J.R., Anderson J.E., Hinkley D., Neelamani R., Lee S., Baumstein A., Lacasse M.D., 2009. Fast full-wavefield seismic inversion using encoded sources. *Geophysics*, 74(6): WCC177–WCC188.
- Kumar R., Das B., Chatterjee R., Sain K., 2016. A methodology of porosity estimation from inversion of post-stack seismic data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28: 356–364. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.12.028.
- Leite E.P., Vidal A.C., 2011. 3D porosity prediction from seismic inversion and neural networks. *Computers & Geosciences*, 37(8): 1174–1180. DOI: 10.1016/j.cageo.2010.08.001.
- Li Q., 2001. LP sparse spike inversion. Strata Technique Document. *Hampson-Russell Software Services Ltd*.
- Lindseth R.O., 1979. Synthetic sonic logs; A process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, 44(1): 3–26. DOI: 10.1190/1.1440922.
- Maurya S.P., Singh K.H., 2015. LP and ML sparse spike inversion for reservoir characterization-a case study from Blackfoot area, Alberta, Canada. *77<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition 2015. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2015(1): 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201412822.
- Maurya S.P., Singh N.P., 2017. Seismic colored inversion: A fast way to estimate rock properties from the seismic data. *Carbonate reservoir workshop*, November 30.
- Maurya S.P., Singh N.P., 2018. Comparing pre-and post-stack seismic inversion methods-a case study from Scotian Shelf, Canada. *Journal of Indian Geophysical Union*, 22(6): 585–597.
- Maurya S.S., Singh N.P., Singh K.H., 2020. Seismic Inversion Methods: A Practical Approach. *Springer Nature*.
- Oldenburg D.W., Scheuer T., Levy S. 1983. Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. *Geophysics*, 48(10): 1318–1337. DOI: 10.1190/1.1441413.
- Ontiveros T., Herrera V., Meza R., 2014. Seismic Inversion Applied to Geological and Operational Monitoring of Drilling Horizontal Wells in the Carabobo Area of the Faja Petrolífera del Orinoco. *Heavy Oil Latin America Conference and Exhibition*.
- Rijks E.J.H., Jauffred J.C.E.M., 1991. Attribute extraction: An important application in any detailed 3-D interpretation study. *The Leading Edge*, 10(9): 11–19. DOI: 10.1190/1.1436837.
- Russell B., 1992. Seismic Inversion: Part 7. Geophysical Methods. *American Association of Petroleum Geologists*, 395–397.
- Sheikh N., Gao P.H., 2017. Evaluation of shale gas potential in the lower cretaceous Sembar formation, the southern Indus basin, Pakistan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 44: 162–176. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.04.014.
- Torres-Verdín C., Sen M.K., 2004. Integrated approach for the petrophysical interpretation of post-and pre-stack 3-D seismic data, well-log data, core data, geological data, geological information and reservoir production data via Bayesian stochastic inversion. *University of Texas Center for Petroleum and Geosystems Engineering & Institute for Geophysics*.
- Veeken P.C.H., Da Silva A.M., 2004. Seismic inversion methods and some of their constraints. *First Break*, 22: 47–70. DOI: 10.3997/1365-2397.2004011.
- Wandrey C.J., Law B.E., Shah H.A., 2004. Sembar Goru/Ghazij composite total petroleum system, Indus and Sulaiman-Kirthar geologic provinces, Pakistan and India. *U.S. Geological Survey Bulletin 2208-C*.
- Wang Y., 2016. Seismic inversion: theory and applications. *John Wiley & Sons*.
- Yilmaz Ö., 2001. Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data. *Society of Exploration Geophysicists*.
- Zehra S., Afsar S., 2016. Flood hazard mapping of lower indus basin using multi-criteria analysis. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 4(04): 54–62. DOI: 10.4236/gep.2016.44008.

---

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 36–45, DOI: 10.18668/NG.2026.01.03**

## Digital design of measurement equipment for geodynamics and seismicity in the Azerbaijani sector of the Caspian Sea

### Cyfrowe projektowanie aparatury pomiarowej do badań geodynamiki i sejsmiczności w azerskim sektorze Morza Kaspijskiego

Elman A. Aliyev, Konul V. Amirmatova

*Azerbaijan State Oil and Industry University*

**ABSTRACT:** This study presents the digital design of equipment for high-precision monitoring of geodynamic and seismic processes in the Azerbaijani sector of the Caspian Sea and its adjacent coastal zones. The research area includes the Absheron Peninsula, Gobustan, Shamakhi, Lankaran, and the marine aquatory covering active tectonic fault zones. The methodology is based on the integration of seismic event data, GNSS and InSAR measurements, geological-tectonic maps, and technical metadata of the existing seismic network. QGIS, ArcGIS Pro, Leaflet.js, and CesiumJS platforms were employed for data processing and visualization. Fuzzy logic was applied for risk as-

assessment, while artificial neural networks (ANNs) were used for optimal station placement. As a result, a prototype system was developed that collects data in real time, automatically updates seismic hazard maps, and provides operational decision support for emergencies. The proposed digital design holds significant practical importance for enhancing seismic safety and continuous monitoring of geodynamic processes in the Republic of Azerbaijan.

Keywords: geodynamic monitoring, seismicity, Caspian Sea, Azerbaijani sector, digital design, seismometer, hydroacoustic monitoring, satellite observations, offshore monitoring systems, data fusion.

STRESZCZENIE: W niniejszej pracy przedstawiono cyfrowe projektowanie aparatury przeznaczonej do precyzyjnego monitorowania procesów geodynamicznych i sejsmicznych w azerskim sektorze Morza Kaspijskiego i przyległych strefach przybrzeżnych. Obszar badań obejmuje Półwysep Apszeroński, rejony Gobustanu, Szemachy i Lenkoranu, a także akwen morski pokrywający aktywne strefy uskóków tektonicznych. Metodyka opiera się na integracji danych dotyczących zdarzeń sejsmicznych, pomiarów GNSS i InSAR, map geologiczno-tektonicznych oraz metadanych technicznych istniejącej sieci sejsmicznej. Do przetwarzania i wizualizacji danych wykorzystano platformy QGIS, ArcGIS Pro, Leaflet.js oraz CesiumJS. Do oceny ryzyka zastosowano logikę rozmytą, natomiast do optymalnego rozmieszczenia stacji pomiarowych wykorzystano sztuczne sieci neuronowe (ANNs). W rezultacie opracowano system prototypowy, który gromadzi dane w czasie rzeczywistym, automatycznie aktualizuje mapy zagrożeń sejsmicznych oraz zapewnia operacyjne wsparcie decyzyjne na potrzeby reagowania kryzysowego. Zaproponowane rozwiązanie cyfrowe ma istotne znaczenie praktyczne dla zwiększenia bezpieczeństwa sejsmicznego oraz ciągłego monitorowania procesów geodynamicznych w Republice Azerbejdżanu.

Słowa kluczowe: monitoring geodynamiczny, sejsmiczność, Morze Kaspijskie, sektor azerski, projektowanie cyfrowe, sejsmometr, monitoring hydroakustyczny, obserwacje satelitarne, morskie systemy monitoringu, fuzja danych.

## References

- Aki K., Richards P.G., 2002. Quantitative Seismology. 2<sup>nd</sup> Edition. University Science Books. <[https://www.ldeo.columbia.edu/~richards/Aki\\_Richards.html](https://www.ldeo.columbia.edu/~richards/Aki_Richards.html)> (access: 04 January 2025).
- Babayev T., Babayev G., Irawan S., Bayramov E., 2025. Development of ANN-based data-driven ground motion model for Azerbaijan using temporal earthquake records of 2022–2024. *Frontiers in Earth Science*, 13: 1571640. DOI: 10.3389/feart.2025.1571640.
- Barcelo-Ordinas J.M., Doudou M., Garcia-Vidal J., Badache N., 2019. Self-calibration methods for uncontrolled environments in sensor networks: A reference survey. *Ad Hoc Networks*, 88: 142–159. DOI: 10.1016/j.adhoc.2019.01.008.
- Dziewonski A.M., Anderson D.L., 1981. Preliminary reference Earth model. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 25(4): 297–356. DOI: 10.1016/0031-9201(81)90046-7.
- Guralp Systems Ltd., 2020. Seismic sensor deployment and calibration manual. *GSL Publications*. <<https://www.guralp.com/products/certis-and-certimus>> (access: 05 December 2024).
- International Association of Seismology and Physics of the Earth's Interior (IASPEI), 2017. Standards for Seismic Station Installation. <<https://www.iaspei.org>> (access: 21 February 2025).
- Jafarov S., Karimov M., Asgarov N., 2022. Integration of IoT technologies in seismic networks of Azerbaijan. *Sensors and Monitoring Systems*, 12(4): 334–350.
- Kadirov F., Mammadov S., Reilinger R., McClusky S., 2008. Some new data on modern tectonic deformation and active faulting in Azerbaijan (according to GPS measurements). *Proceedings of the Azerbaijan National Academy of Sciences: Earth Sciences*, 1: 84–88.
- Kalafat D., Kekovali K., Yilmazer M., 2019. Real-time seismic data processing and analysis in the Eastern Mediterranean region. *Journal of Seismological Research*, 92(2): 175–188. DOI: 10.1016/j.seisres.2019.02.004.
- Maharramov A., Ibrahimova G., 2021. Application of GIS-based models for seismic risk management in the Caspian region. *Journal of Geospatial Science*, 14(3): 201–215.
- Nakamura Y., 1989. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground surface. *Quarterly Report of RTRI*, 30(1): 25–33.
- Reilinger R., McClusky S., Vernant P., Lawrence S., Ergintav S., Cakmak R., Ozener H., Kadirov F., Guliev I., Stepanyan R., Nadariya M., Hahubia G., Mahmoud S., Sakr K., Arrajehi A., Paradissis D., Al-Aydrus A., Prilepin M., Guseva T., Evren E., Dmitrova A., Filikov S.V., Gomez F., Al-Ghazzi R., Karam G., 2006. GPS constraints on continental deformation in the Africa-Arabia-Eurasia continental collision zone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 111: B05411. DOI: 10.1029/2005JB004051
- Sacks S.I., Suyehiro K., Hasegawa A., 2014. Monitoring seismicity in subduction zones: Technical challenges and solutions. *Tectonophysics*, 611: 1–12. DOI: 10.1016/j.tecto.2013.11.004.
- Sadovsky M., Pisarenko V., Shnirman M., 2016. Intelligent seismic-acoustic system for identifying the location of the areas of an expected earthquake. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 4(4): 147–162. DOI: 10.4236/gep.2016.44018.
- Tiira T., Janik T., Skrzynik T., Komminaho K., Heinonen A., Veikkolainen T., Väkevä S., Korja A., 2020. Full-scale crustal interpretation of Kokkola–Kymi (KOKKY) seismic profile, Fennoscandian Shield. *Pure and Applied Geophysics*, 177(8). DOI: 10.1007/s00024-020-02459-3.
- UNAVCO, 2020. Real-time GNSS for geodynamic and hazard monitoring. <<https://www.unavco.org>> (access: 5 January 2025).
- Webering F., Kleinjohann S., Stanislawski N., Blume H., 2022. Improved calibration procedure for wireless inertial measurement units without precision equipment. *ArXiv, Cornell University*. DOI: 10.48550/arXiv.2207.04801.
- Yetirmishli G.J., Ismayilova S.S., Kazimova S.E., 2021. Seismicity of the territory of Azerbaijan in 2019. *Seismoprognoz Observations in the Territory of Azerbaijan*, 19(1): 3–18.
- Yetirmishli G.J., Ismayilova S.S., Kazimova S.E., 2022. Characteristics of seismicity in Azerbaijan and surrounding regions. *Seismoprognoz Observations in the Territory of Azerbaijan*, 21(1): 3–18.

## Studying radioactive fields and geodynamic regime in oil-producing depression zones of Azerbaijan

### Badanie pól radioaktywnych i reżimu geodynamicznego w zagłębieniach naftowych Azerbejdżanu

Chingiz S. Aliyev<sup>1</sup>, Latifa A. Kazimova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Geology and Geophysics of Azerbaijan National Academy of Science

<sup>2</sup> Azerbaijan State Oil and Industry University

**ABSTRACT:** The issue of radioactive fields in oil-producing depression zones is one of the important directions among studies of depressions where the thick cover of Quaternary formations makes it difficult to identify active structures, geodynamic zones, non-anticlinal traps which are associated with prospective oil-bearing areas in Azerbaijan. Our research has established that gamma anomalies form under the influence of tectonogenesis and are controlled by deep-seated tectonic activity. Regardless of trap type, subsurface hydrocarbon accumulations manifest in surface gamma fields as negative anomalies. This has stimulated further development of radiometric methods for addressing various issues related to geological processes and the exploration of oil fields. Our previous studies indicate that the radioecological situation in certain areas can be considered hazardous due to the increase in background radiation. To stabilize the radioecological situation and reduce the background radiation as far as possible, analyzing the causes responsible for the rise in background radiation in a given territory is of high relevance. Natural background radiation on the ground surface is conditioned by radioelements found in the uppermost layer of the Earth's crust, as well as by the influence of the deep tectonic processes. The concentrations and ratios of radioactive elements in any area result from various geological processes occurring deep within the Earth. Our research established a correlation between radioactive anomalies, geophysical fields and modern vertical movements of the Earth's crust.

**Keywords:** radioecological situation, radiation background, oil production, radiometric and gamma spectrometric methods.

**STRESZCZENIE:** Zagadnienie pól radioaktywnych w zagłębieniach naftowych stanowi jeden z istotnych kierunków badań dotyczących zagłębień, gdzie pod grubą pokrywą utworów czwartorzędowych trudno jest zidentyfikować aktywne struktury, strefy geodynamiczne oraz nieantyklinalne struktury akumulacji, które są powiązane z potencjalnymi obszarami roponośnymi Azerbejdżanu. Nasze badania wykazały, że powstawanie anomalii gamma zachodzi pod wpływem tektonogenezy i jest determinowane aktywnością tektoniczną wnętrza Ziemi. Niezależnie od typu struktury akumulacji, nagromadzenia węglowodorów w strefie podpowierzchniowej znajdują odzwierciedlenie w polu gamma powierzchni Ziemi jako anomalie ujemne. Stanowiło to bodziec do dalszego rozwoju metod radiometrycznych służących rozwiązywaniu różnych zagadnień związanych z procesami geologicznymi oraz poszukiwaniami złóż ropy naftowej. Nasze wcześniejsze badania pozwalają stwierdzić, że sytuacja radioekologiczna na niektórych obszarach może być uznana za niebezpieczną ze względu na wzrost promieniowania tła. W celu stabilizacji sytuacji radioekologicznej i zmniejszenia promieniowania tła w jak największym stopniu, szczególnego znaczenia nabiera analiza przyczyn odpowiedzialnych za wzrost promieniowania tła na danym terytorium. Naturalne promieniowanie tła na powierzchni Ziemi jest uwarunkowane obecnością pierwiastków promieniotwórczych w najwyższej warstwie skorupy ziemskiej, a także wpływem głębokich procesów tektonicznych. Stężenia i proporcje pierwiastków promieniotwórczych na danym obszarze zależą od różnych procesów geologicznych zachodzących we wnętrzu Ziemi. W naszych badaniach ustaliliśmy korelację pomiędzy anomaliami promieniotwórczymi, polami geofizycznymi oraz współczesnymi ruchami pionowymi skorupy ziemskiej.

**Słowa kluczowe:** sytuacja radioekologiczna, promieniowanie tła, wydobywanie ropy naftowej, metody radiometryczne i gamma-spektrometryczne.

#### References

- Aliyev Ch.S., Kazimova, L.A., 2022. Environmental assessment of soil contamination of the oil and gas industry zone. *Academic Journal of Physical and Chemical Sciences*, (3): 78–91. DOI: 10.32014/2022.2518-1483.160.
- Aliyev Ch.S., Kazimova L.A., 2023. Reasons for the formation of radionuclides in the soil and radioecological conditions in the oil fields (in absheron peninsula). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, (103): 98–102, DOI: 10.17721/1728-2713.103.12.
- Aliyev Ch.S., Kazimova L.A., 2024. Assessment of a radioecological situation in Azerbaijan, based on spectral analyses of radionuclides. *Journal of Environmental Engineering and Science*, 19(3): 200–205. DOI: 10.1680/jenes.23.00048.
- Anekwe U.L. Avwiri G.O., Agbalagba E.O., 2013. Assessment of Gamma-Radiation Levels in Selected Oil Spilled Areas in Rivers State. *Nigeria Energy Science and Technology*, 5(1): 33–37. DOI: 10.3968/j.est.1923847920130501.785
- Brückner J., Dreibus G., Rieder R., Wänke H., 2003. Refined data of Alpha Proton X-ray Spectrometer analyses of soils and rocks at the Mars Pathfinder site: Implications for surface chemistry. *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, 108: 8094–8122. DOI: 10.1029/2003JE002060.
- Davis J.C., 2002. Statistics and Data Analysis in Geology. 3<sup>rd</sup> Edition. *John Wiley & Sons*, ISBN 0-471-17275-8.
- Durrance E.M., 1986. Radioactivity in Geology. Principles and Applications. *Geological Magazine*, 125(3): 312–313. DOI: 10.1017/S0016756800010311.
- Hudson S.M., Johnson C., Efendiyeva M.A., Rowe H.D., Feyzullayev A.A., Aliyev S., 2008. Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene-Miocene Maikop series: Implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan. *Tectonophysics*, 451(1): 40–55, DOI: 10.1016/j.tecto.2007.11.045.
- IAEA Safety Standards, Radiation Protection and Safety of Radiation Sources. International Basic Safety Standards, 2014. <<https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/radon-and-health>> (access: 20.02.2024).
- ICRP Publication 61, 1991. Annual Limits on Intake of Radionuclides by Workers Based on the 1990 Recommendations.

- International Commission on Radiological Protection (ICRP), 1999. The 1995–1999 recommendation of the International Commission on Radiological Protection Publication 76. *Pergamon Press*.
- Lowenthal G., Airey P., 2009. Practical Applications of Radioactivity and Nuclear Radiations. *Cambridge University Press*. DOI: 10.1017/CBO9780511535376.
- Minty B., 1997. Fundamentals of airborne gamma-ray spectrometry. *AGSO Journal of Australian Geology & Geophysics*, 17(2): 39–50.
- Rustamov G., Ismaylova L., 2022. Geochemistry landscape classification: toxicity of chemical elements and their impact on human health. *Environ Geochem Health*, 44(1): 631–643. DOI: 10.1007/s10653-020-00747-4.
- Young K.E., Evans C.A., Hodges K.V., Bleacher J.E., Graff T.G., 2016. A review of the handheld X-ray fluorescence spectrometer as a tool for field geologic investigations on Earth and in planetary surface exploration. *Applied Geochemistry*, 72: 77–87. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2016.07.003.

---

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 52–59, DOI: 10.18668/NG.2026.01.05**

## Investigation of the bactericidal-inhibitory effect of sulfonate- and benzalkonium chloride-based substance against corrosion caused by hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S), carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), and microorganisms

Badanie działania bakteriobójczego i inhibującego substancji na bazie sulfonianu i chlorku benzalkoniowego, zapobiegającej korozji spowodowanej przez siarkowodór (H<sub>2</sub>S), dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>) oraz mikroorganizmy

Elshan F. Sultanov<sup>1</sup>, Abdulaga N. Gurbanov<sup>2</sup>, Icabika Z. Sardarova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> “OilGasScientificResearch” Institute of SOCAR

<sup>2</sup> Azerbaijan State Oil and Industry University

**ABSTRACT:** Corrosion in oilfield operations often occurs through complex synergistic mechanisms involving CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, and microbiologically influenced corrosion (MIC), necessitating multifunctional mitigation strategies. In this study, a new bactericidal corrosion inhibitor, designated SS-41ABAC, was synthesized under laboratory conditions by combining SS-41A and benzalkonium chloride (BAC) in a 4 : 1 ratio. The SS-41A inhibitor was synthesized based on sodium sulfonate and aminoethyl ethanolamine at room temperature for 1–2 hours. This formulation integrates the film-forming properties of the sulfonate-based inhibitor with the antimicrobial activity of benzalkonium chloride, resulting in a multifunctional inhibitor with both corrosion protection and bactericidal effects. Laboratory evaluations were conducted across a range of concentrations to assess protective performance against CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S corrosion using standardized electrochemical techniques. At 150 mg/L, SS-41ABAC achieved 98.3% inhibition efficiency against CO<sub>2</sub> corrosion and 96% against H<sub>2</sub>S corrosion. Microbiological assays demonstrated complete (100%) suppression of sulfate-reducing bacteria (SRB), iron-oxidizing bacteria (FeOB), and acid-producing bacteria (APB) at the same dosage. The dual-action efficacy, combined with favorable physicochemical characteristics, positions SS-41ABAC as a promising candidate for integrated corrosion management in oil and gas production systems, particularly under conditions where conventional single-function inhibitors are insufficient.

**Keywords:** iron-oxidizing bacteria, heterotrophic bacteria, acid producing bacteria, sodium sulfonate, aminoethyl ethanolamine, corrosion rate.

**STRESZCZENIE:** Korozja w eksploatacji pól naftowych często zachodzi w wyniku złożonych mechanizmów synergicznych związanych z obecnością CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S oraz korozją mikrobiologiczną (MIC), co wymaga zastosowania wielofunkcyjnych strategii ograniczających jej rozwój. W niniejszym badaniu zsyntetyzowano w warunkach laboratoryjnych nowy bakteriobójczy inhibitor korozji, oznaczony jako SS-41ABAC, poprzez połączenie SS-41A oraz chlorku benzalkoniowego (BAC) w proporcji 4 : 1. Inhibitor SS-41A został zsyntetyzowany na bazie sulfonianu sodu i aminoetyloetanolaminy w temperaturze pokojowej przez 1–2 godziny. Preparat ten łączy właściwości tworzenia filmu ochronnego, charakterystyczne dla inhibitora na bazie sulfonianu z działaniem przeciwbakteryjnym chlorku benzalkoniowego, tworząc w ten sposób wielofunkcyjny inhibitor o działaniu zarówno antykorozyjnym, jak i bakteriobójczym. Przeprowadzono badania laboratoryjne w różnych stężeniach w celu oceny skuteczności ochrony przed korozją spowodowaną przez CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>S, przy użyciu standardowych technik elektrochemicznych. Przy stężeniu 150 mg/L SS-41ABAC osiągnął 98,3% skuteczności inhibicji korozji wywołanej przez CO<sub>2</sub> oraz 96% w przypadku korozji wywołanej przez H<sub>2</sub>S. Testy mikrobiologiczne wykazały całkowite (100%) zahamowanie rozwoju bakterii redukujących siarczan (SRB), bakterii utleniających żelazo (FeOB) oraz bakterii wytwarzających kwas (APB) przy tej samej dawce. Podwójne działanie w połączeniu z korzystnymi właściwościami fizykochemicznymi czyni SS-41ABAC obiecującym kandydatem do zintegrowanego zarządzania korozją w systemach wydobywania ropy i gazu, szczególnie w warunkach, w których konwencjonalne inhibitory jednofunkcyjne okazują się niewystarczające.

**Słowa kluczowe:** bakterie utleniające żelazo, bakterie heterotroficzne, bakterie wytwarzające kwas, sulfonian sodu, aminoetyloetanolamina, tempo korozji.

### References

- AAdeyemi O.O., 2006. Effect of temperature and concentration on protective action of 5-membered heterocycles on acid corrosion of brass. *Journal of Corrosion Science and Technology*, 3: 40–45.

- Atlas R.M., Bartha R., 1993. Microbial ecology: Fundamentals and applications. 3<sup>rd</sup> ed. *The Benjamin/Cummings Publishing Company*.
- Barton L.L., Tomei F.A., 1995. Characteristics and activities of sulfate-reducing bacteria. [In:] Barton L.L. (eds.), Sulfate-reducing bacteria. Biotechnology Handbooks, 8. *Springer Science+Business Media, LLC*. DOI: 10.1007/978-1-4899-1582-5.
- Benhmamou D., Aouad, M. R., Salghi R., Zarrouk A., Assouag M., Benali O., Messali M., Zarrok H., Hammouti B., 2012. Inhibition of C38 steel corrosion in hydrochloric acid solution by 4,5-diphenyl-1H-imidazole-2-thiol: Gravimetric and temperature effects treatments. *Journal of Chemical and Pharmaceutical Research*, 4(7): 3498.
- Chang Y.-J., Chang Y.-T., Chen H.-J., 2007. A method for controlling hydrogen sulphide in water by adding solid phase oxygen. *Biore-source Technology*, 98 (2): 478–483. DOI: 10.1016/j.biortech.2005.11.031.
- Chen L., Li J., Wei B., Xu J., Sun C., 2024. Accelerated microbiologically influenced corrosion of copper by sulfate-reducing bacterium *Desulfovibrio desulfovibrio*. *Materials and Corrosion*, 75(11): 1495–1505. DOI: 10.1002/maco.202414451.
- Flores C.Y., Minan A.G., Grillo C.A., Salvarezza R.C., Vericat C., Schilardi P.L., 2013. Citrate-capped silver nanoparticles show good bactericidal effect against both planktonic and sessile bacteria and a low cytotoxicity to osteoblastic cells. *ACS Applied Materials Interfaces*, 24, 5(8): 3149–3159. DOI: 10.1021/am400044e.
- Gilbert P., Allison D.G., McBain A.J., 2002. Biofilms in vitro and in vivo: Do singular mechanisms imply cross-resistance? *Journal of Applied Microbiology Symposium Supplement*, 92: 98S–110S.
- Hu Y., Liao B., Chen L., Wei B., Xu J., Sun C., 2025. Mitigating Sulfate-Reducing Bacteria-Induced Corrosion of Pure Copper in Simulated Oilfield-Produced Water Using Cetylpyridinium Chloride. *Coatings*, 15(3): 308. DOI: 10.3390/coatings15030308.
- Hussein H.M.M., El-Hady M.F., Shehata A.H., Hegazy M.A., Hefni H.H.H., 2013. Preparation of some eco-friendly corrosion inhibitors having antibacterial activity from seafood waste. *Journal of Surfactants and Detergents*, 16(2): 233–242. DOI: 10.1007/s11743-012-1395-3.
- Moloantoa K., Khetsha Z., Mochane M., Unuofin J., Atangana A., Cason E., van Heerden E., Castillo J., 2023. Evaluating the effects of pH and temperature on sulphate-reducing bacteria and modelling of their effects in stirred bioreactors. *Environmental Pollutants and Bioavailability*, 35(1): 2257388. DOI: 10.1080/26395940.2023.2257388.
- Oguzie E.E., Okolue B.N., Oguke C., Onuchukwu A.I., Unegbu C., 2004. Studies on the inhibitive action of methylene blue dye on aluminium corrosion in KOH solution. *Journal of Corrosion Science and Technology*, 1: 88–91.
- Rodriguez-Clemente E., Gonzalez-Rodriguez J.G., Valladares-Cisneros M.G.C., 2014. Allium sativum as corrosion inhibitor for carbon steel in sulfuric acid. *International Journal of Electrochemical Science*, 9(11): 5924–5936. DOI: 10.1016/S1452-3981(23)10859-5.
- Sastri V.S., 2012. Green corrosion inhibitors: Theory and practice. *Wiley & Sons, Inc*.
- Stott J.F.D., 1988. Assessment and control of microbially induced corrosion. *Metals and Materials*, 4: 224–229.
- Turkiewicz A., Brzeszcz J., Witek W., Kapusta P., 2015. Biocide testing for application in the oil and gas industry. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 32(2): 245–253. DOI: 10.7494/drill.2015.32.2.245.
- Yadav C.K., Shahi N., Adhikari M.K., Neupane S., Rakesh B., Yadav A.P., Bhattarai A., 2024. A. Effect of cetyl pyridinium chloride on corrosion inhibition of mild steel in acidic medium. *International Journal of Electrochemical Science*, 19(10): 100776. DOI: 10.1016/j.ijoes.2024.100776.
- Yuan S., Tang S., Lv L., Liang B., Choong C.S.N., Pehkonen S.O., 2012. Poly(4-vinylaniline)-polyaniline bilayer-modified stainless steels for the mitigation of biocorrosion by sulfate-reducing bacteria (SRB) in seawater. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(45): 14738–14751. DOI: 10.1021/ie302303x.

#### Legislative acts and normative documents

NACE Standard TM0194-2014 Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems. American National Standards Institute.

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 60–66, DOI: 10.18668/NG.2026.01.06**

## On modeling turbulent fluid flows in concentric annular pipes

### Modelowanie turbulentnych przepływów cieczy w koncentrycznych rurach pierścieniowych

Mykhaylo A. Myslyuk

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*

**ABSTRACT:** The possibility of using a rheological model of a bi-viscous fluid to describe laminar and turbulent flows of Newtonian and non-Newtonian fluids in concentric annular pipes is considered. For low shear rates, common rheological models (Newton, Bingham, Ostwald, Herschel–Bulkley, Shulman–Casson, etc.) are used, and for high shear rates, a generalization of L. Prandtl’s model is applied. Considering the averaged characteristics of the flow, a model of turbulent flow and velocity distribution equations in concentric annular pipes are constructed, which ensure the continuity of the dependence of hydraulic resistance on the fluid flow rate and expand the possibilities of its application in applied problems of hydromechanics. The results of calculations of the parameters of laminar and turbulent fluid flows in concentric annular pipes for Newton, Bingham, Ostwald, Herschel–Bulkley and Shulman–Casson fluids are presented. Based on the analysis of numerical simulation results, some features of turbulent fluid flows are examined. The presence of turbulence asymmetry in concentric annular pipes is noted, which manifests itself in the occurrence of turbulent flow first in the fluid layers adjacent to the inner pipe, and then to the outer one. Critical values of the parameters (flow rate, Reynolds number) for the occurrence of turbulent flows are determined by the diameters of the annular pipes and the rheological properties of the fluid, and can differ significantly for the internal and external regions of the flow. The effect of turbulence on the removal (displacing) capacity of the fluid flow is shown.

**Keywords:** bi-viscous fluid; concentric annular pipes; rheological model; turbulent flow.

STRESZCZENIE: W niniejszej pracy rozważono możliwości zastosowania reologicznego modelu cieczy o zmiennej lepkości do opisu przepływów laminarnych i turbulentnych cieczy newtonowskich i nielowtonowskich w koncentrycznych rurach pierścieniowych. W przypadku niskich szybkości ścinania zastosowano typowe modele reologiczne (Newtona, Bingham, Ostwalda, Herschela–Bulkleya, Shulmana–Cassona itp.), natomiast dla wysokich szybkości ścinania wykorzystano uogólnienie modelu L. Prandtl’a. Na podstawie uśrednionych charakterystyk przepływu skonstruowano model przepływu turbulentnego oraz równania rozkładu prędkości w koncentrycznych przewodach pierścieniowych, które zapewniają ciągłość zależności oporu hydraulicznego od natężenia przepływu cieczy i poszerzają możliwości jego zastosowania w zagadnieniach praktycznych hydromechaniki. Przedstawiono wyniki obliczeń parametrów przepływów laminarnych i turbulentnych w koncentrycznych rurach pierścieniowych dla cieczy Newtona, Bingham, Ostwalda, Herschela–Bulkleya oraz Shulmana–Cassona. Na podstawie analizy wyników symulacji numerycznych zbadano niektóre cechy turbulentnych przepływów cieczy. Odnotowano występowanie asymetrii turbulencji w koncentrycznych rurach pierścieniowych, która objawia się występowaniem przepływu turbulentnego najpierw w warstwach cieczy przylegających do rury wewnętrznej, a następnie zewnętrznej. Wartości krytyczne parametrów (natężenia przepływu, liczby Reynoldsa) dla wystąpienia przepływów turbulentnych zależą od średnicy rur pierścieniowych oraz właściwości reologicznych cieczy i mogą znacznie różnić się dla wewnętrznych i zewnętrznych obszarów przepływu. Wykazano wpływ turbulencji na zdolność przepływu do usuwania (wypierania) materiału.

Słowa kluczowe: ciecz o zmiennej lepkości; koncentryczne rury pierścieniowe; model reologiczny; przepływ turbulentny.

## References

- Alboudwarej H., Barrere Ch.A., Hannan R.L., Archer R.A., Muhammad M., 2005. Viscosity of Formation Water: Measurement, Prediction, and Reservoir Implications. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/96013-MS.
- Bailly C., Comte-Bellot G., 2015. Turbulence. *Springer*. DOI: 10.1007/978-3-319-16160-0.
- Bingham E.C., 1922. Fluidity and plasticity. *McGraw-Hill, New York*.
- Caenn R., Darley H., Gray G., 2017. Composition and properties of drilling and completion fluids. 7 eds. *Elsevier*, DOI: 10.1016/c2015-0-04159-4.
- Casson N., 1959. Flow equation for pigment oil suspensions of the printing ink type. [In:] Mills C.C. (eds.). *Rheology of disperse systems*. Pergamon Press, Oxford.
- Cebeci T., 2013. Analysis of turbulent flows with computer programs. 3<sup>rd</sup> eds. Butter-Heinemann, *Elsevier Ltd*. DOI: 10.1016/C2012-0-02722-6.
- Friedrich J., 2021. Non-perturbative methods in statistical descriptions of Turbulence. *Springer Cham*. DOI: 10.1007/978-3-030-51977-3.
- Frigaard I.A., 2003. Predicting Transition to Turbulence in Well Construction Flows. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago*. DOI: 10.2118/81150-MS.
- Frigaard I., Maleki A., 2018. Tracking fluid interface in carbon capture and storage placement application. *ASME 2018 37<sup>th</sup> International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. DOI: 10.1115/OMAE2018-77630.
- Galtier S., 2022. Physics of wave turbulence. *Cambridge University Press*. DOI: 10.1017/9781009275880.
- Herschel W.H., Bulkley R., 1926. Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollösungen. *Kolloid-Zeitschrift*, 39(4): 291–300. DOI: 10.1007/BF01432034.
- Kollmann W., 2019. Navier-Stokes turbulence: theory and analysis. *Springer*. DOI: 10.1007/978-3-031-59578-3.
- Lavrov A., Torsaeter M., 2016. Physics and mechanics of primary well cementing. *Springer*. DOI: 10.1007/978-3-319-43165-9.
- Leonov E.G., Isaev V.I., 2011. Applied hydro-aeromechanics in oil and gas drilling. *John Wiley & Sons*. DOI: 10.1002/9780470542392.
- Loitsyanskiy L.G., 2014. Mechanics of liquids and gases. *Pergamon Press, Elsevier*. DOI: 10.1016/C2013-0-05328-5.
- Maleki A., Frigaard I.A., 2018. Turbulent displacement flows in primary cementing of oil and gas wells. *Physics of Fluids*, 30(12): 123101. DOI: 10.1063/1.5056169.
- Mirzajanzade A.Kh., Karaev A.K., Shirinzade S.A., 1977. Gidravlika v bureanii i cementirovanii nefityanykh i gazovykh skvazhin. *Nedra, Moscow*.
- Mitchell R.F., 2007. Petroleum engineering handbook. Volume 2. Drilling engineering. *Society of Petroleum Engineers*.
- Myslyuk M.A., 1988. Determining rheological parameters for a dispersion system by rotational viscometry. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 54(6): 655–658.
- Myslyuk M.A., 2016. Rheotechnologies in well drilling. *Journal of Hydrocarbon Power Engineering*, 3(2): 39–45.
- Myslyuk M.A., 2019. Determination of rheological properties of drilling fluids by rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings*, 4: 4–12. DOI: 10.5510/OGP20190400404.
- Myslyuk M.A., 2023. On the assessment of the carrying capacity of drilling fluids. *SOCAR Proceedings*, 1: 26–34. DOI: 10.5510/ogp20230100801.
- Myslyuk M.A., 2024. Modeling turbulent flows in round pipes. *SOCAR Proceedings*, (3): 092–097. DOI: 10.5510/OGP20240300997.
- Myslyuk M., Salyzhyn Y., 2012. The evaluation of rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry. *Applied Rheology*, 22(3): 323811–323817. DOI: 3933/AppIRheol-22-32381.
- Myslyuk M.A., Voloshyn Yu.D., Zholob N.R., 2023. Assessment of rheological properties of drilling fluids based on rotational viscometry data. *SOCAR Proceedings*, SI2: 41–53. DOI: 10.5510/OGP2023SI200879.
- Newton I., 1999. The principia: Mathematical principles of natural philosophy. *University of California Press, Berkeley-Los Angeles-London*.
- Ostwald W., 1925. Ueber die Geschwindigkeit funktion der viskosität disperser systeme. *Kolloid-Zeitschrift*, 36(2): 99–117.
- Raptanov A.K., Ruzhenskiy V.V., Kostiv B.I., Myslyuk M.A., Charkovskyy V.M., 2021. Analysis of the deep drilling technology in unstable formations at the Semyrenky gas condensate field. *SOCAR Proceedings*, (SI2): 52–64. DOI: 10.5510/ogp2021si200573.
- Reynolds A.J., 1974. Turbulent flows in engineering. *John Wiley & Sons*, 462.
- Robertson R.E., Stiff H.A., 1976. An improved rheological model for relating shear stress to shear rate in drilling fluids and cement slurries. *SPE Journal*, 16(1): 31–36.
- Schulman Z.P., 1968. One phenomenological generalization of the flow curve of viscoplastic rheostable dispersed systems. *Proceedings of the 3<sup>rd</sup> All-Soviet Union seminar on heat and mass transfer*, 10, 3–10.

## The importance of protecting the quality of crude oil and petroleum products

### Znaczenie ochrony jakości ropy naftowej i produktów ropopochodnych

Vali Kh. Nurullayev<sup>1</sup>, Guseyn R. Gurbanov<sup>2</sup>, Aysel V. Gasimzade<sup>2</sup>, Rashad R. Khalilzade<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Azerbaijani State University Oil and Industry Research Institute “Geotechnological problems of oil, gas and chemistry”*

<sup>2</sup> *Azerbaijan State Oil and Industry University*

**ABSTRACT:** The establishment of a common market for crude oil and petroleum products within the Eurasian Economic Union (EAEU) provides substantial opportunities for stabilizing the energy situation across member states and strengthening the energy security of each participating country. Market integration fosters sustainable economic development, enhances social welfare, and improves the global competitiveness of products manufactured within the EAEU. As a result, the formation of a unified crude oil and petroleum products market may significantly reinforce the institutional foundations of the Union and act as a major catalyst for the economic development of the wider Eurasian region. A crucial component of this integration process is the creation of a robust legal and regulatory framework for metrological support, including draft regulatory acts developed in accordance with international best practices. Accurate, consistent, and harmonized measurement procedures across the Union’s interconnected oil markets are fundamental prerequisites for ensuring transparent trade, fair pricing, and effective quality management. Against this background, the present article addresses the problem of maintaining crude oil quality – commonly conceptualized as the “quality bank” – during transportation operations. The study evaluates this issue in accordance with international standards, using Azerbaijani crude oil as a representative case study.

**Keywords:** crude oil, asphaltenes, quality bank, special API, Siyazan and Bulla oil fields, acid number.

**STRESZCZENIE:** Utworzenie wspólnego rynku ropy naftowej i produktów ropopochodnych w ramach Euroazjatyckiej Unii Gospodarczej (EUG) stwarza znaczne możliwości stabilizacji sytuacji energetycznej w państwach członkowskich oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego każdego z krajów członkowskich. Integracja rynków sprzyja zrównoważonemu rozwojowi gospodarczemu, poprawia dobrobyt społeczny i zwiększa globalną konkurencyjność produktów wytwarzanych w ramach EUG. W rezultacie utworzenie jednolitego rynku ropy naftowej i produktów ropopochodnych może znacznie wzmocnić instytucjonalne podstawy Unii i stanowić ważny katalizator rozwoju gospodarczego całego regionu euroazjatyckiego. Istotnym elementem tego procesu integracyjnego jest stworzenie solidnych ram prawnych i regulacyjnych w zakresie wsparcia metrologicznego, w tym opracowanie projektów aktów normatywnych zgodnych z najlepszymi praktykami międzynarodowymi. Dokładne, spójne i zharmonizowane procedury pomiarowe stosowane na połączonych rynkach ropy naftowej Unii są podstawowymi warunkami zapewnienia przejrzystości handlu, uczciwego kształtowania cen oraz skutecznego zarządzania jakością. W tym kontekście niniejszy artykuł porusza problem utrzymania jakości ropy naftowej podczas operacji transportowych, powszechnie określanej mianem „banku jakości”. Analiza została przeprowadzona zgodnie z normami międzynarodowymi, wykorzystując azerską ropę naftową jako reprezentatywny przykład.

**Słowa kluczowe:** ropa naftowa, asfalteny, bank jakości, wskaźnik API, złoża ropy Siyazan i Bulla, liczba kwasowa.

#### References

- Adams J.J., 2014. Asphaltene adsorption: a literature review. *Energy and Fuels*, 28: 2831–2856. DOI: 10.1021/ef500282p.
- Ali M.F., Alqam M.H., 2000. The role of asphaltenes, resins and other solids in the stabilization of water in oil emulsions and its effects on oil production in Saudi oil fields. *Fuel*, 79(11): 1309–1316. DOI: 10.1016/S0016-2361(99)00268-9.
- Azimi A., Arabkhalaj A., Markadeh R.S., Ghassemi H., 2018. Fully transient modeling of heavy fuel oil droplet evaporation. *Fuel*, 230: 52–63. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.05.007.
- Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N., 2016. The impact of high molecular weight components on rheological properties depending on the structural group and fractional composition of oil. *SOCAR Proceedings*, 1: 42–50.
- Bambinek K., Przyjazny A., Boczkaj G., 2023. Compatibility of crude oil blends: Processing issues related to asphaltene precipitation and methods of instability prediction – A review. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 62(1): 2–15. DOI: 10.1021/acs.iecr.2c02532.
- Centeno G., Sánchez-Reyna G., Ancheyta J., Muñoz J.A.D., Cardona N., 2011. Testing various mixing rules for calculation of viscosity of petroleum blends. *Fuel*, 90(12): 3561–3570. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.02.028.
- Fasih H.F., Ghassemi H., MazraeShahi H.K., 2023. Experimental investigation of heavy fuel oil gasification in an entrained-flow gasifier. *Fuel*, 351: 128955. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128955.
- Ganji M.J.Z., Ghassemi H., Goodarzi M.R., 2025. Heavy fuel oil droplets: Transient modeling of heating to pyrolysis process. *Fuel*, 381: 133521. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.133521.
- Gasimzade A.V., 2024. Study of a multifunctional compositions in the preparation and transportation of heavy oils. *Voprosy khimii i khimicheskoi tekhnologii*, 4: 25–33.
- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z., 2022. Optimization Problem of Measurements In Experimental Research of Gas-Lift Wells. *Applied and Computational Mathematics*, 2: 223–228.
- Gurbanov A.N., Sardarova I.Z., Damirova J.R., 2021. Analysis of gas preparation processes for improvement of gas transportation technology. *EUREKA: Physics and Engineering*, 6. DOI: 10.21303/2461-2021.002081.
- Gurbanov G.R., Nurullayev V.K., Gasimzade A.V., 2024. The effect of formation temperature and constituent components on rheological parameters of water-oil emulsions. *Nafta-Gaz*, 80(5): 301–311. DOI: 10.18668/NG.2024.05.06.
- Gurbanov H.R., Gasimzade A.V., 2022. Research of the impact of new compositions on the decomposition of stable water-oil emulsions of heavy oils. *Voprosy Khimii i Khimicheskoi Tekhnologii*, 6: 19–28. DOI: 10.32434/0321-4095-2022-145-6-19-28.
- Guzmán R., Ancheyta J., Trejo F., Rodríguez S., 2017. Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Fuel*, 188: 530–543. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.10.012.

- Iskandarov E., Ismayilova F., Shukurlu M., Nagizadeh A., 2025. The effect of filling the gas pipeline with condensate on transport pressure. *Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik*, 40(3): 17–24. DOI: 10.17794/rgn.2025.3.2.
- Iskandarov E.Kh., Baghirova A.N., Shikhiyeva L.M., 2024. Method for assessing the hydrate formation from a mixture of natural gas flows of varying degrees of moisture content. *Nafta-Gaz*, 80(1): 39–44. DOI: 10.18668/NG.2024.01.05.
- Ismayilov G.G., Nurullayev V.H., Nurmammadova R.G., 2016. On the anomaly of rheophysical properties of oil mixtures. *Azerbaijan Oil Industry*, 1: 32–39. <<https://ant.socar.az/article/994>>.
- Jennings D.W., Weispenfennig K., 2005. Effects of shear and temperature on WAX Deposition Cold finger investigation with a Gulf of Mexico Crude Oil. *Energy & Fuels*, 19: 1376–1386.
- Kelova I.N., Ismayilov G.G., Nurullayev V.Kh., 2011. On the necessity of analyzing the quality indicators of Azerbaijani exported oils in accordance with international standards. *Azerbaijan Oil Industry*, 5: 33–37. <<https://ant.socar.az/article/331>>.
- Knapik E., 2020. Biodemulsification combined with fixed-bed biosorption for the recovery of crude oil from produced water. *Journal of Water Process Engineering*, 38: 101614. DOI: 10.1016/j.jwpe.2020.101614.
- Kuan Y.H., Wu F.H., Chen G.B., Lin H.T., Lin T.H., 2020. Study of the combustion characteristics of sewage sludge pyrolysis oil, heavy fuel oil, and their blends. *Energy*, 201: 117559. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117559.
- Matiyev K.I., Agazade A.D. Keldibayeva S.S., 2016. Removal of asphalt, resin and paraffin deposits from various deposits. *SOCAR Proceedings*, 4: 64–68.
- Mingalev P.G., Grishaev P.A., Ehrlich G.V., Lisichkin G.V., 2022. Magnetic sorption deasphalting of oil fractions. *Chemistry and Chemistry, Technology*. 11: 76–82. DOI: 10.6060/ivkkt.20226511.6700.
- Moura L.G.M., Santos M.F.P., Zilio E.L., Rolemberg M.P., Ramos A.C.S., 2010. Evaluation of indices and of models applied to the prediction of the stability of crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 74(1–2): 77–87. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.08.011
- Nurullayev V.H., 2014a. Regulation of physical and chemical properties of petroleum products during sequential pumping. *Transport and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials*, 2: 28–32.
- Nurullayev V.H., 2014b. Regularities of sequential transportation of various oil products. *Azerbaijan Oil Industry*, 12: 40–44. <<https://ant.socar.az/article/853>>.
- Nurullayev V.Kh., Nurmammadova R.G., Ismailov G.G., Zeynalov R.L., 2015. On specific problems arising during the mixing of oils. *Azerbaijan Oil Industry*, 10: 30–36. <<https://ant.socar.az/article/962>>.
- Sotirov S., Sotirova E., Dinkov R., Stratiev D., Shiskova I., Kolev I., Argirov G., Georgiev G., Bureva V., Atanassov K., 2025. Heavy fuel oil quality dependence on blend composition, hydrocracker conversion, and petroleum basket. *Fuels*, 6(2): 43. DOI: 10.3390/fuels6020043.
- Stratiev D., Shishkova I., Tsaneva T., Mitkova M., Yordanov D., 2016. Investigation of relations between properties of vacuum residual oils from different origin, and of their deasphalted and asphaltene fractions. *Fuel*, 170: 115–129. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.12.038.
- Usubaliyev B.T., Nurullayev V.H., Murvetov F.T., 2020. Application of new nanostructured coordination polymers of asphaltene-tar-paraffin compounds in oil and oil emulsions. *News of the Azerbaijan Academy of Engineering*, 2: 47–57.
- Wen J., Zhang J., Wang Z., Zhang Y., 2016. Correlations between emulsification behaviors of crude oil-water systems and crude oil compositions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146: 1–9. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.04.002.
- Zhao H., Kang W., Yang H., Huang Z., Zhou B., Sarsenbekuly B., 2021. Emulsification and stabilization mechanism of crude oil emulsion by surfactant synergistic amphiphilic polymer system. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 609: 125726. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125726.

## Legislative acts and normative documents

- ASTM D 1159-2020 Standard Test Method for Bromine Number of Petroleum Distillates and Commercial Aliphatic Olefins. ASTM International.
- ASTM D 1160-2020 Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Reduced Pressure. ASTM International.
- ASTM D 1250-2021 Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables. ASTM International.
- ASTM D 1298-2017 Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. ASTM International.
- ASTM D 2502-2019 Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight of Petroleum Oils. ASTM International.
- ASTM D 3230-2019 Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method). ASTM International.
- ASTM D 323-2020 Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method). ASTM International.
- ASTM D 4006-2022 Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation. ASTM International.
- ASTM D 4052. 2024 Standard Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter.
- ASTM D 4057-2022 Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS)
- ASTM D 4294-2020 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy-Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometry. ASTM International.
- ASTM D 445-2024 Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids.
- ASTM D 4629-2017 Standard Test Method for Trace Nitrogen in Liquid Petroleum Hydrocarbons by Syringe/Inlet Oxidative Combustion and Chemiluminescence Detection. ASTM International.
- ASTM D 473-2021 Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method. ASTM International.
- ASTM D 482-2013 Standard Test Method for Ash from Petroleum Products. ASTM International.
- ASTM D 4929-2019 Standard Test Method for Determination of Organic Chloride in Crude Oil. ASTM International.
- ASTM D 5708-2015 Standard Test Method for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by ICP-AES. ASTM International.
- ASTM D 5853-2018 Standard Test Method for Pour Point of Crude Oils. ASTM International.
- ASTM D189-2019. Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products. ASTM International.
- BP 237-76 British Petroleum Standard Method for Determination of Wax Content in Crude Oils. British Petroleum Company.
- GOST 2177-2021 Petroleum and Petroleum Products – Methods for Determining Distillation Characteristics. Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.
- GOST 2517-2012 Petroleum and Petroleum Products – General Requirements for Sampling Methods. Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.
- GOST 5985-1979. Crude Oil – Method for Determination of Mechanical Impurities. Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.
- GOST R ISO 5725-2-2002 Accuracy (Trueness and Precision) of Measurement Methods and Results – Part 2: Basic Method for the Determination of Repeatability and Reproducibility of a Standard Measurement Method.

IP 143-2005 Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Oil. Energy Institute (Institute of Petroleum).  
RD 153-39.4-034-98. 1999a. Instructions for monitoring and ensuring the safety of petroleum products at pipeline transport enterprises.  
RD 39-0147098-003-1999b Rules for Sampling and Laboratory Testing of Petroleum and Petroleum Products.  
UOP 163-79 Nitrogen Content of Petroleum Oils by Kjeldahl Method. Universal Oil Products (UOP).  
UOP 375-06 Procedure for Hydrocarbon Group Type Analysis by High-Performance Liquid Chromatography. Universal Oil Products.

---

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 78–87, DOI: 10.18668/NG.2026.01.08**

## Derivation of the modified Blake-Kozeny equation for Herschel-Bulkley fluids

### Wprowadzenie zmodyfikowanego równania Blake'a-Kozeny'ego dla cieczy typu Herschela-Bulkley'a

Muhammad A. Obeidat, Malik Q. Abdullayev

*Azerbaijan State Oil and Industry University*

**ABSTRACT:** Some heavy oil fields that have significant reserves in the world are difficult to develop due to the non-Newtonian nature of those oils. The importance of this development is increasing due to the depletion of conventional oil reservoirs. These oils do not start flowing immediately at a pressure gradient greater than zero, but only after exceeding the yield point. Instead, the pressure gradient must exceed a certain value which depends on the yield stress of the oils. This work aimed to derive the modified Blake-Kozeny equation for non-Newtonian fluids, the flow of which can be described by the Herschel-Bulkley model. The modified Blake-Kozeny equation is an alternative to Darcy's law, which can be used to describe the flow of non-Newtonian oils in porous media. The equation derived is strongly non-linear and complicated to use. The results obtained using this equation have been compared with those obtained using a simplified semi-empirical equation widely used in the literature, and the results were very close. Therefore, this work theoretically justifies the simplified equation by demonstrating its accuracy as an approximation of the fully analytical solution over practical parameter ranges. An explicit formula for the flow condition of yield stress fluids in porous media has been derived, allowing the determination of the empirical coefficient by using the simplified equation which is the critical pressure gradient.

**Key words:** non-Newtonian fluids; Herschel-Bulkley model; Blake-Kozeny equation.

**STRESZCZENIE:** Niektóre złoża ropy ciężkiej, dysponujące znacznymi zasobami w skali światowej, są trudne do eksploatacji ze względu na nienewtonowski charakter takiej ropy. Znaczenie ich eksploatacji rośnie ze względu na wyczerpywanie się konwencjonalnych złóż ropy. Ropa tego rodzaju nie zaczyna płynąć natychmiast przy gradencie ciśnienia większym od zera, ale dopiero po przekroczeniu granicy płynięcia. Oznacza to, że gradient ciśnienia musi przekroczyć określoną wartość, która zależy od naprężenia granicznego ropy. Celem niniejszej pracy było wyprowadzenie zmodyfikowanego równania Blake'a-Kozeny'ego dla cieczy nienewtonowskich, których przepływ można opisać modelem Herschela-Bulkley'a. Zmodyfikowane równanie Blake'a-Kozeny'ego jest alternatywą dla prawa Darcy'ego, które można wykorzystać do opisu przepływu ropy nienewtonowskiej w ośrodkach porowatych. Otrzymane równanie ma silnie nieliniowy charakter i jest skomplikowane w użyciu. Wyniki uzyskane przy użyciu tego równania porównano z wynikami uzyskanymi przy użyciu uproszczonego równania półempirycznego, szeroko stosowanego w literaturze. Stwierdzono bardzo dobrą zgodność obu podejść. W związku z tym niniejsza praca stanowi teoretyczne uzasadnienie stosowania uproszczonego równania, wykazując jego wysoką dokładność jako przybliżenia pełnego rozwiązania analitycznego w praktycznie istotnych zakresach parametrów. Wyprowadzono również wyraźną zależność opisującą warunek przepływu cieczy o granicy płynięcia w ośrodkach porowatych, co umożliwi wyznaczenie współczynnika empirycznego przy użyciu uproszczonego równania, którym jest krytyczny gradient ciśnienia.

**Słowa kluczowe:** ciecze nienewtonowskie, model Herschela-Bulkley'a, równanie Blake'a-Kozeny'ego.

## References

- Ahmadi M., Chen Z., 2020. Challenges and future of chemical assisted heavy oil recovery processes. *Advances in Colloid and Interface Science*, 275: 102081. DOI: 10.1016/j.cis.2019.102081.
- Alderman N., 1997. Non-Newtonian fluids: guide to classification and characteristics. *ESDU International plc*.
- Argillier J.F., Coustet C., Henaut I., 2002. Heavy oil rheology as a function of asphaltene and resin content and temperature. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/79496-MS.
- Ashena R., Badrouchi F., Elmgerbi A., Mishani S., Sotoudeh F., Nekoeian S., 2023. Stepwise mathematical derivation of the Herschel–Bulkley laminar fluid flow equations in pipes. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 13, 625–643, DOI: 10.1007/s13202-022-01566-2.
- Balhoff M., 2005. Modeling the flow of non-Newtonian fluids in packed beds at the pore scale. *Doctoral dissertation, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College*.
- Bird R.B., Stewart W.E., Lightfoot E.N., 1960. *Transport Phenomena*. Wiley, New York.
- Cander H., 2012. What are unconventional resources? A simple definition using viscosity and permeability. *AAPG Annual Convention and Exhibition, poster presentation*.
- Chevalier T., Chevalier C., Clain X., Dupla J.C., Canou J., Rodts S., Coussot P., 2013. Darcy's law for yield stress fluid flowing through a porous medium. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 195: 57–66. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2012.12.005.
- Chhabra R., 2010. Non-Newtonian fluids: an introduction. 3-34, [In:] Krishnan J., Deshpande A., Kumar P. (eds.). *Rheology of Complex Fluids*. Springer, New York. DOI: 10.1007/978-1-4419-6494-6\_1.
- Chhabra R.P., Comiti J., Machac I., 2001. Flow of non-Newtonian fluids in fixed and fluidised beds. *Chemical Engineering Science*, 56(1): 1–27. DOI: 10.1016/S0009-2509(00)00207-4.

- Christopher R.H., Middleman S., 1965. Power-law flow through a packed tube. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 4(4): 422–426. DOI: 10.1021/i160016a011.
- Danov K.D., 2001. On the viscosity of dilute emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 235(1): 144–149. DOI: 10.1006/jcis.2000.7315.
- Gafarov S.A., 2005. Research of filtration parameters of non-Newtonian oils during flow in porous media of carbonate rocks. *Neftegazovoe Delo*, 1: 1–8.
- Gjerstad K., Time R.W., 2015. Simplified explicit flow equations for Herschel–Bulkley fluids in Couette–Poiseuille flow for real-time surge and swab modeling in drilling. *SPE Journal*, 20(03), 610–627. DOI: 10.2118/170246-PA.
- Gjerstad K., Ydstie B.E., Time R.W., Bjorkevoll K.S., 2015. An explicit and continuously differentiable flow equation for non-Newtonian fluids in pipes. *SPE Journal*, 19(1): 78–87. DOI: 10.2118/165930-PA.
- Kelbaliyev G.I., Rasulov S.R., Tagiyev D.B., 2022a. Applied Problems in the Rheology of Structured Non-Newtonian Oils. *IntechOpen*. DOI: 10.5772/intechopen.105948.
- Kelbaliyev G.I., Tagiyev D.B., Manafov M.R., 2022b. Rheology of heavy oils. [In:] *Rheology of Heavy Oils*. *IntechOpen*. DOI: 10.5772/intechopen.105666.
- Khusainova G.Y., Kashapov D.I., 2019. Research of filtration laws in porous media. *Bashkir State University, monograph*.
- Kirby B.J., 2010. *Micro- and Nanoscale Fluid Mechanics: Transport in Microfluidic Devices*. Cambridge University Press, New York. DOI: 10.1017/CBO9780511760723.
- Law D., 2016. A new heavy oil recovery technology to maximize performance and minimize environmental impact. *SPE Distinguished Lecturer Program, Society of Petroleum Engineers*.
- Liu S., Masliyah J.H., 1998. On non-Newtonian fluid flow in ducts and porous media. *Chemical Engineering Science*, 53(6): 1175–1201. DOI: 10.1016/S0009-2509(97)00409-0.
- Lopez X., Valvatne P.H., Blunt M.J., 2003. Predictive network modelling of single-phase non-Newtonian flow in porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 264: 256–265. DOI: 10.1016/S0021-9797(03)00310-2.
- Merlo A., Maglione R., Cesare P., 1995. An innovative model for drilling fluid hydraulics. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur*. DOI: 10.2118/29259-MS.
- Mitchell R.F., Miska S.Z., 2011. *Fundamentals of Drilling Engineering*. *SPE Textbook Series No. 12, Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/9781555632076.
- Muther T., Qureshi H.A., Syed F.I., Aziz H., Siyal A., Dahaghi A.K., Negahban S., 2021. Unconventional hydrocarbon resources: geological statistics, petrophysical characterization, and field development strategies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12, 1463-1488, DOI: 10.1007/s13202-021-01404-x.
- Nikitin A.V., Kallin I.V., Olkhovskaya V.A., Roshchin P.V., Kireev I.I., 2020. Consideration of non-Newtonian properties of high-viscosity oil in the process of hydrodynamic modelling. *Neftepromyslovoe Delo*, 12(624): 64–69. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-12(624)-64-69.
- Novruzova S., 2019. *Enhanced Oil Recovery of Fields with Anomalous Oils*. Lambert Academic Publishing.
- Ouyang L., 2013. *Theoretical and numerical simulation of non-Newtonian fluid flow in propped fractures*. PhD dissertation, Texas A&M University.
- Pascal H., 1984. Dynamics of moving interface in porous media for power-law fluids with yield stress. *International Journal of Engineering Science*, 22(5): 577–590. DOI: 10.1016/0020-7225(84)90059-4.
- Qin Y., Wu Y., Liu P., Zhao F., Yuan Z., 2018. Experimental studies on effects of temperature on oil and water relative permeability in heavy-oil reservoirs. *Scientific Reports*, 8: 12530. DOI: 10.1038/s41598-018-31044-x.
- Rana M.S., Vinoba M., AlHumaidan F.S., 2017. Sustainability challenges in oil and gas development in the Middle East and North Africa. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 4: 232–244. DOI: 10.1007/s40518-017-0091-3.
- Sochi T., 2010. Single-phase flow of non-Newtonian fluids in porous media. *Journal of Polymer Science Part B: Polymer Physics*. DOI: 10.1002/polb.22144.
- Song Y., Li Z., Jiang L., Hong F., 2015. The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 12(4): 563–572. DOI: 10.1007/s12182-015-0060-7.
- Stevenson P., 2003. Comment on “Physical insight into the Ergun and Wen & Yu equations for fluid flow in packed and fluidised beds”, by R.K. Niven. *Chemical Engineering Science*, 58(23–24): 5379. DOI: 10.1016/j.ces.2003.09.003.
- Uscilowska A., 2008. Non-Newtonian fluid flow in a porous medium. *Journal of Mechanics of Materials and Structures*, 3(6). DOI: 10.2140/jomms.2008.3.
- Wu Y.S., 1990. *Theoretical studies of non-Newtonian and Newtonian fluid flow through porous media*. Lawrence Berkeley National Laboratory Report. DOI: 10.2172/7189244.
- Yatimi Y., Mendil J., Marafi M., Alalou A., Al-Dahhan M.H., 2024. Advancement in heavy oil upgrading and sustainable exploration emerging technologies. *Arabian Journal of Chemistry*. 17(3) DOI: 10.1016/j.arabjc.2024.105610.
- Zyrin V., Ilinova A., 2016. Ecology safety technologies of unconventional oil reserves recovery for sustainable oil and gas industry development. *Journal of Ecological Engineering*, 17(4), 35–40. DOI: 10.12911/22998993/64637.

## Analiza użytkowania mieszaniny biogazu i gazu LNG lub gazu ziemnego w urządzeniach przystosowanych do spalania gazu grupy S

### Analysis of the use of a mixture of biogas and LNG gas or natural gas in devices adapted to burn gas of S group

Robert Wojtowicz

*Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** W artykule zaprezentowano wyniki badań, których celem była ocena możliwości użytkowania mieszaniny wstępnie oczyszczonego biogazu rolniczego i gazu LNG lub gazu ziemnego wysokometanowego grupy E w urządzeniach przystosowanych do spalania gazu ziemnego grupy S. Badaniom poddano urządzenia wykorzystywane do przygotowywania posiłków oraz do wytwarzania ciepłej wody na cele sanitarne i grzewcze. Przedstawiono krótką charakterystykę wytypowanych do badań urządzeń gazowych. Badane urządzenia posiadały palniki oraz automatykę gazową przystosowaną do spalania gazu ziemnego grupy S. Do badań zostały wytypowane kuchnia i płyta gazowa (wyposażone w dwa różne typy palników) oraz dwa kotły gazowe. Jeden z kotłów wyposażony był w palnik typu pre-mix i miał zamkniętą komorę spalania, natomiast drugi kocioł posiadał palnik kinetyczno-dyfuzyjny i otwartą komorę spalania. Badane urządzenia stanowiły odzwierciedlenie najpopularniejszych konstrukcji urządzeń gazowych użytku domowego w swojej grupie wykorzystywanych zarówno w Polsce, jak i w innych krajach Europy. Badania wykonano, zasilając wytypowane do badań urządzenia gazem G25.1 (gaz G25.1 jest gazem odniesienia dla gazu ziemnego grupy S) oraz dwiema mieszaninami, które odpowiadały minimalnym i maksymalnym parametrom energetycznym gazu ziemnego grupy S. W artykule przedstawiono przybliżony skład procentowy używanych w trakcie badań gazów oraz ich parametry energetyczne. W badaniach skoncentrowano się na sprawdzeniu następujących parametrów użytkowych i bezpieczeństwa badanych urządzeń: znamionowego obciążenia cieplnego, sprawności cieplnej, jakości spalania, zapłonu, przenoszenia się i stabilności płomienia. Artykuł zawiera analizę wyników badań szczegółowo odnoszącą się do uzyskanych wartości obciążeń cieplnych i sprawności.

**Słowa kluczowe:** biogaz, biogaz rolniczy, mieszaniny biogazu, urządzenia gazowe.

**ABSTRACT:** The article presents the results of a study aimed at investigating the possibility of using a mixture of pre-treated agricultural biogas and LNG or group E natural gas in equipment adapted to burn group S natural gas. The tests have been performed on the appliances serving preparation of meals and hot water production for hygienic and heating purposes. A brief description of the gas appliances selected for testing were presented. The tested appliances had burners and gas automation have been adapted to burn group S natural gas. A gas cooker and a gas hob (equipped with two different types of burners) and two gas boilers were selected for testing. One of the boilers was equipped with a pre-mix burner and had a closed combustion chamber, while the other boiler had a kinetic-diffusion burner and an open combustion chamber. The tested appliances reflected the most popular designs of domestic gas appliances in their group, used both in Poland and in other European countries. The tests were carried out by supplying the appliances selected for testing with G25.1 gas (G25.1 gas is the reference gas for group S natural gas) and two mixtures that corresponded to the minimum and maximum energy parameters of group S natural gas. The article presents approximate percentage composition of gases used during tests and their energy parameters. The research was focused on checking the following operating parameters and the safety of tested appliances: rated heat input, thermal efficiency, combustion quality, ignition, flame stability and transfer. The article contains an analysis of the test results in detail relating to the obtained values of thermal loads and efficiency.

**Keywords:** biogas, agricultural biogas, biogas mixtures, gas appliances.

#### Literatura

- du Toit M., Engelbrecht N., Oelofse S.P., Bessarabov D., 2020. Performance evaluation and emissions reduction of a micro gas turbine via the co-combustion of H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> fuel blends. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 39: 100718. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100718.
- Electric Power Research Institute, 2006. Fuel Composition Impacts on Combustion Turbine Operability. *Technical Update, March*.
- Gaz-System, 2022. <<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/gas/quality/params/monthly?lang=pl>> (dostęp: wrzesień 2022).
- Holewa-Rataj J., Kukulska-Zajac E., 2022a. Biogaz rolniczy w Polsce – produkcja i możliwości wykorzystania. *Nafta-Gaz*, 78(12): 872–877. DOI: 10.18668/NG.2022.12.03.
- Holewa-Rataj J., Kukulska-Zajac E., 2022b. Jakość biogazu rolniczego w Polsce na tle doniesień literaturowych. *Nafta-Gaz*, 78(12): 878–884. DOI: 10.18668/NG.2022.12.04.
- Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, 2022. Rejestr wytwórców biogazu rolniczego z dnia 8.11.2022 r.
- Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu. Warszawa, 23 listopada 2021 r.
- Zhao Y., Choudhury S., McDonell V., 2018. Influence of renewable gas addition to natural gas on the combustion performance of cooktop burners. *ASME 2018 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Pittsburgh, USA*. DOI: 10.1115/IMECE2018-87932.
- Zhao Y., McDonell V., Samuelsen S., 2020. Assessment of the combustion performance of a room furnace operating on pipeline natural gas mixed with simulated biogas or hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(19): 11368–11379. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.071.

Zhao Y., Morales D., McDonnell V., 2019. Influence of blending hydrogen and biogas into natural gas on the combustion performance of a tankless water heater. *ASME 2019 International Mechanical Engineering Congress and Exposition IMECE2019, Salt Lake City, USA*. DOI: 10.1115/IMECE2019-10792.

## Akty prawne i dokumenty normatywne

PN-EN 30-2-1:2015-10 Domowe urządzenia do gotowania i pieczenia spalające paliwa gazowe – Część 2-1: Racjonalne wykorzystanie energii – Postanowienia ogólne.

PN-EN 30-1-1:2022-05 Domowe urządzenia do gotowania i pieczenia spalające gaz – Część 1-1: Bezpieczeństwo – Postanowienia ogólne.

PN-EN 437:2021-09 Gazy do badań – Ciśnienia próbne – Kategorie urządzeń.

PN-EN 15502-1:2022-04 Kotły grzewcze opalane gazem – Część 1: Ogólne wymagania i badania.

Rodzaje gazu i odpowiadające im ciśnienia zasilające zgodnie z art. 2 ust. 2 dyrektywy Rady 90/396/EWG z dnia 29 czerwca 1990 r. (Dz. Urz. UE z 1.12.2004 r., C 296/2).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/426 z dnia 9 marca 2016 r. w sprawie urządzeń spalających paliwa gazowe oraz uchylecia dyrektywy 2009/142/WE.

---

**Nafta-Gaz 2026, no. 1, pp. 102–106, DOI: 10.18668/NG.2026.01.10**

## Hydrodynamics and thermophysics of oil emulsions in petrochemical heat exchangers

### Właściwości hydrodynamiczne i termofizyczne emulsji olejowych w petrochemicznych wymiennikach ciepła

Natig M. Abbasov

*Azerbaijan State Oil and Industry University*

**ABSTRACT:** Heat exchangers are used in aviation and space technology, power engineering, chemical processing, oil refining, the food industry, refrigeration and cryogenic technology, heating and hot water supply systems, air conditioning, and various types of heat engines. With the growth of energy capacity and production volume, the mass and dimensions of the heat exchangers used are increasing. A large amount of alloyed and non-ferrous metals is spent on their production. Reducing the mass and dimensions of heat exchangers is therefore a pressing problem. The most promising way to solve this problem is heat exchange intensification. Experience in the creation and operation of various heat and mass transfer devices has shown that the heat exchange intensification methods developed to date provide a 1.5–2-fold or even greater reduction in the dimensions and metal content (mass) of these devices compared with similar serially produced devices with the same thermal power and power for pumping of heat carriers. Research into heat exchange intensification is being carried out in various countries, and at a noticeably increasing pace. To date, various methods of intensification of convective heat transfer have been proposed and studied. Recently, interest has arisen in the use of thermodynamic methods to assess the efficiency of heat exchangers and, in particular, heat transfer intensification. It is proposed to compare the total changes in entropy in heat exchangers when irreversible heat exchange processes occur in them and the flow overcomes hydraulic resistance. If the intensification is effective, the total entropy change will be lower than in a device with smooth surfaces. It should be noted that, when comparing different methods, assessments of heat transfer intensification efficiency give qualitatively identical results. The article shows the effect of sedimentation of solid particles (clay, sand and other solid impurities contained in crude oil) on the heat exchange surface, as well as the hydrodynamics and heat exchange in tubular heat exchanger systems with oil emulsions. The effect of sedimentation of solid particles in turbulent and transverse flow motion is shown. The presence of various forces causing the movement of particles (droplets) in the volume of the flow has a significant impact on the sedimentation of solid particles on the surface and on the fragmentation of droplets in the flow. A mathematical model of the heat exchange process for heating oil emulsion in series-connected heat exchangers of oil refining is developed and applied.

**Keywords:** heat exchange intensification; entropy change; thermodynamic methods; hydraulic resistance; sedimentation of solid particles.

**STRESZCZENIE:** Wymienniki ciepła znajdują zastosowanie w lotnictwie i kosmonautyce, energetyce, przemyśle chemicznym, rafineryjnym, spożywczym, w technologiach chłodniczych i kriogenicznych, w systemach ogrzewania i zaopatrzenia w ciepłą wodę, w klimatyzacji oraz w różnych typach silników cieplnych. Wraz ze wzrostem mocy instalacji oraz skali produkcji zwiększeniu ulega masa i gabaryty stosowanych wymienników ciepła, co wiąże się z dużym zużyciem stopów i metali nieżelaznych. Zmniejszenie masy i wymiarów wymienników jest zatem istotną kwestią. Najbardziej obiecującym sposobem zaadresowania tego problemu jest intensyfikacja wymiany ciepła. Dotychczasowe doświadczenia związane z projektowaniem i eksploatacją różnego rodzaju urządzeń do wymiany ciepła i masy wskazują, że metody intensyfikacji pozwalają zmniejszyć wymiary i metalochłonność urządzeń nawet 1,5–2-krotnie (i więcej) w porównaniu z urządzeniami produkowanymi seryjnie o tej samej mocy cieplnej i tym samym zapotrzebowaniu mocy na pompowanie czynnika roboczego. Badania nad intensyfikacją wymiany ciepła są prowadzone w różnych krajach, a ich tempo wyraźnie rośnie. Do tej pory zaproponowano i zbadano szereg różnych metod intensyfikacji konwekcyjnej wymiany ciepła. W ostatnich latach wzrosło także zainteresowanie metodami termodynamicznymi, które umożliwiają ocenę efektywności pracy wymienników ciepła oraz skuteczności zastosowanych rozwiązań intensyfikacyjnych. Proponuje się porównywanie całkowitych zmian entropii zachodzących w wymiennikach podczas nieodwracalnych procesów wymiany ciepła i pokonywania oporu hydraulicznego przez przepływ. Jeżeli intensyfikacja wymiany ciepła jest skuteczna, całkowita zmiana entropii będzie mniejsza niż w porównywalnym urządzeniu o gładkich powierzchniach. Warto zauważyć, że różne metody oceny efektywności intensyfikacji prowadzą do jakościowo zgodnych wyników. W artykule przedstawiono wpływ sedymentacji cząstek stałych (gliny, piasku i innych zanieczyszczeń naturalnie występujących w ropie naftowej) na powierzchnię

wymiany ciepła oraz na hydrodynamikę i przebieg wymiany ciepła w rurowych systemach wymienników ciepła z emulsjami olejowymi. Omówiono sedymentację cząstek w warunkach przepływu turbulentnego i poprzecznego. Wykazano, że obecność sił powodujących ruch cząstek (kropelek) w objętości przepływu znacząco wpływa na ich osadzanie się na powierzchniach wymiennika ciepła oraz na rozdrabnianie kropelek w trakcie przepływu. Opracowano i zastosowano matematyczny model procesu wymiany ciepła podczas podgrzewania emulsji olejowej w szeregowo połączonych wymiennikach ciepła stosowanych w procesach rafineryjnych.

Słowa kluczowe: intensyfikacja wymiany ciepła; zmiana entropii; metody termodynamiczne; opór hydrauliczny; sedymentacja cząstek stałych.

## References

- Abbasov N.M., Zeinalov R.I., Azizova O.M., Imranova S.N., 2006. Dynamic models of heat exchangers. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 42(1): 25–29. DOI: 10.1007/s10553-006-0022-2.
- Alder M., 2001. An Introduction to Mathematical Modelling: A Menagerie of Difference Equations. HeavenforBooks.Com, 1–209.
- Allaire G., Craig A., 2007. Numerical Analysis and Optimization: An Introduction to Mathematical Modelling and Numerical Simulation (Numerical Mathematics and Scientific Computation). 1<sup>st</sup> Edition. *Oxford University Press*, 1–472.
- Habibov I.A., Sadigova T.Y., Abasova S.M., 2022. Assessment of the effect of ferromagnetic liquids on oil recovery of bituminous sands. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 3(6(117)): 47–52. DOI: 10.15587/1729-4061.2022.257104.
- Kuznetsov B.N., Sharypov V.I., Baryshnikov S.V., Beregovtsova N.G., Vyazmerikov A.V., Lavrenov A.V., 2013. Thermoconversion of supercritical ethanol into liquid hydrocarbons on solid acid catalysts. *Collection of abstracts of the II Russian-Azerbaijani Symposium with International the participation of "Catalysis in solving the problems of petrochemistry and oil refining"*.
- Mamedov G.A., Abbasov N.M., 2023. Mathematical models of hydromechanics of multiphase flow with varying mass. *Nafta-Gaz*, 79(11): 709–715. DOI: 10.18668/NG.2023.11.02.
- Mamedov G.A., Malikov R.Kh., Abbasov N.M., Rahimova M.S., 2023. Derivation of phenomenological equations of hydromechanics of multi-phase flows. *Nafta-Gaz*, 79(11): 736–741. DOI: 10.18668/NG.2023.11.06.
- Nikuradse J., 1933. Laws of Flow in Rough Pipes. Technical Memorandum 1292. *National Advisory Committee for Aeronautics (NACA), Washington, USA*.
- Shen S.S.P., 2017. Introduction to modern mathematical modeling. Developing Mathematical Models Using Data. *John Wiley & Sons, Inc.*
- Umnov A.E., 2012. Methods of mathematical modeling: Textbook. *MIPT*, 295. ISBN 5-7417-0189-2.
- Zaliznyak V.E., Zolotov O.A., 2023. Introduction to mathematical modeling: textbook for secondary vocational education. *Yurayt Publishing House, Moscow*, 1–133. ISBN 978-5-534-13307-3.
- Zvonarev S.V., 2019. Fundamentals of mathematical modelling: Textbook. *Ural Publishing House, un-ta, Yekaterinburg*, 1–112. ISBN 978-5-7996-2576-4.